REPORT

of the

PICKERING "A" REVIEW PANEL

December 2003

104-01960/

Pickering Review Panel

The Citadel
Suite 830, 1075 Bay St.
Toronto, Ontario, M5S 2B1
Telephone: (416) 212-4477

Hon. Jake Epp, P.C., BA., B.Ed.LL.D (Hon.)
Peter Barnes
Dr Robin Jeffrey FREng

November 30, 2003

The Honourable Dwight Duncan, MPP
Minister of Energy
4th Floor, Hearst Block
900 Bay Street
Toronto, Ontario

Dear Minister:

The Pickering "A" Review Panel has the honour of presenting our report to you in accordance with the terms of reference set out for the review in May 2003.

We would like to express appreciation to the participants who contributed to our understanding of the many, complex issues associated with the Pickering "A" return to service project. The Panel would also like to acknowledge the cooperation provided by officials from Ontario Power Generation.

Finally, we wish to thank the staff from the Ontario Financing Authority of the Ministry of Finance and Ministry of Energy for the assistance they provided to the Panel over the course of its review.

Respectfully submitted,

Jake Epp

The Honourable Jake Epp
Chair

Peter Barnes

Dr. Robin Jeffrey

REPORT

of the

PICKERING "A" REVIEW PANEL

December 2003

Introduction

In late September 2003, the first of four Pickering A reactors (designated Unit 4) returned to service. Compared with the plan approved by the Board of Directors of Ontario Power Generation, Inc. (OPG) in August 1999, the cost for Unit 4 return to service had almost tripled, and the return to service date had slipped by more than two years.

These facts are alarming, but they are not the only price paid. The delay in the return to service of Pickering A has adversely affected Ontario's electricity sector and pushed up prices for residential and business consumers. The costs and delays of the project have also reduced OPG's revenues, capital resources and corporate value. But perhaps most seriously, faith has been compromised in the affordability and certainty of the supply of electricity vital to Ontario's citizens and businesses.

While the analysis of what went wrong provides a catalogue of problems, ultimate responsibility must lie with the OPG Board and senior management and how they exercised their oversight responsibilities.

The failings of the Unit 4 restart execution have been recognized by OPG, and over the past few months, more appropriate project management and oversight arrangements have been put in place.

The Panel considers it imperative that the decision on whether to continue with the restart of the remaining units be made as soon as possible. To make this decision, OPG must provide the Government and the Minister of Energy with a firm estimate of cost and timelines for completion.

This report sets out the findings and recommendations of the Review Panel's investigation.

Mandate and Scope

The Pickering "A" Review Panel was established at the end of May 2003 with the following terms of reference:

- Determine the reasons and reasonableness of the changes in the schedule and return to service dates.
- Determine the reasons and reasonableness of cost estimates and cost increases.
- Review the financial reporting for project costs.
- Make recommendations to the Minister on means of improving the management of the project to restore the Pickering A Generating Station to full operation, including measures to ensure the cost-effective and timely completion of the project.

The Panel began its work in June 2003 and has:

- Held more than 40 days of working sessions.
- Reviewed over 300 documents including key reports, management memoranda, submissions to the OPG Board, internal project reviews, and an external study on performance metrics.
- Met with members of the OPG Board of Directors.
- Interviewed senior OPG executives and a number of current and former Pickering A project managers.
- Met with the leadership of the Power Workers' Union and the Society of Energy Professionals.
- Met with senior staff from two main contractors:
  - Atomic Energy of Canada Limited (AECL), the federal Crown corporation that acted as an independent consulting engineer to OPG; and
  - Canadian Nuclear Engineers and Constructors (CANEC), the joint venture that was initially involved as the general contractor and project director.[1]
- Discussed the project and the regulatory process with officials from the Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC).
- Received presentations from Schiff, Hardin & Waite, a U.S. firm with expertise in construction law.[2]
- Visited the Pickering A Generating Station to review and discuss the project.

---

[1] CANEC was formed for this project in June 1999 as a joint venture of Stone & Webster of Canada L.P., Comstock Canada Ltd., and Canatom NPM/BFC Industrial.

[2] OPG retained Schiff, Hardin & Waite in March 2003 to undertake an independent review and root-cause analysis audit to determine the reasons for the problems encountered with Unit 4 and identify key lessons learned from Unit 4 applicable to the return of the remaining units. Schiff, Hardin & Waite were assisted by J. Wilson & Associates and by Myer Construction Consulting.

Then and Now

In January 1997, Ontario Hydro, the predecessor to OPG, commissioned an Independent, Integrated Performance Assessment (IIPA) of Ontario's nuclear plants. The IIPA pointed out shortcomings in performance and concluded that the performance of Ontario's stations was well below that being achieved by the world's best nuclear stations.

Shortly after the release of the IIPA, Ontario Hydro endorsed a plan that included the temporary lay-up of the four units at Pickering A and the three operating units at Bruce A so that resources could be focussed on upgrades to the remaining operating units at Bruce B, Pickering B and Darlington. In addition to declining performance, the decision to lay up the Pickering A station also reflected the fact that the federal nuclear regulator, the Atomic Energy Control Board (AECB),[3] had earlier established that the station could not operate after the end of 1997 without enhancements to its shutdown system.

The four units at Pickering A were laid up by the end of 1997 and the three at Bruce A by May 1998. A major difference between these two lay-ups was the decision to remove the fuel in the reactors at Bruce A, but leave the fuel in the Pickering A reactors, reflecting management's view that Pickering A would be returned to service sooner than Bruce A.

The Ontario Hydro Board of Directors approved work supporting the restart of all four units at Pickering A in August 1997, based on a budget of $780 million and an expectation that the first unit would return to service in June 2000. This estimate was revised in May 1999 to $840 million to reflect increased labour costs.[4]

The August 1999 approval to proceed by the Board of Directors of the newly created OPG was based on a total project cost of $1.1 billion with the following breakdown by unit: $457 million for Unit 4 and systems common to all four units, $213 million for Unit 1, $219 million for Unit 2, and $211 million for Unit 3.

When Pickering A Unit 4 returned to commercial service at the end of September 2003, the costs had nearly tripled from the $457 million estimate, and the return to service was more than two years behind the August 1999 schedule.

Three units remain out of service. OPG did not provide to the Panel an estimate for the cost of returning all four units to service. All that was made available was a range of estimates they had

---

[3] The Atomic Energy Control Board was the predecessor to the Canadian Nuclear Safety Commission, which came into being on May 31, 2000.

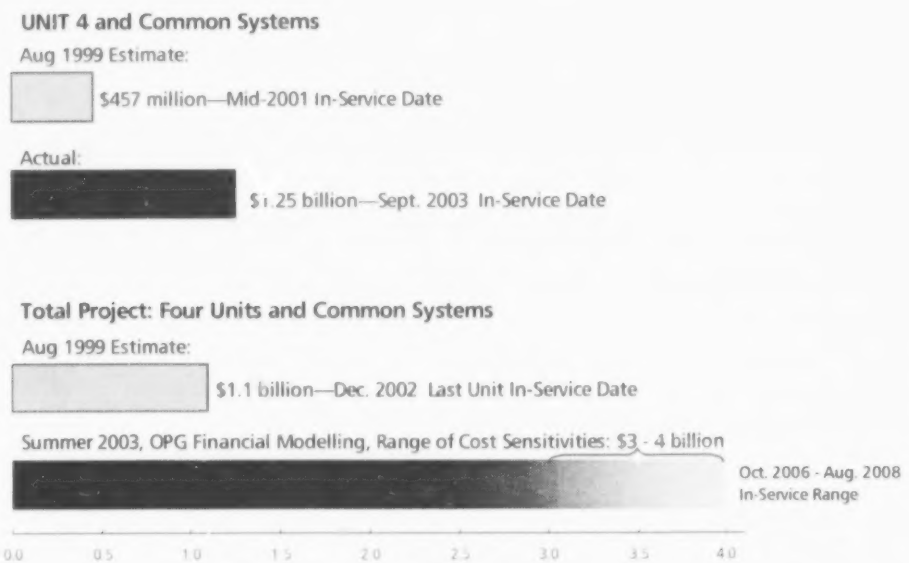
[4] Neither of these early estimates included the costs of operations, maintenance and administration (OM&A) during the start-up phase. Starting from August 1999, estimates reported by OPG included an estimated cost for pre-start-up OM&A of $200 million.

prepared for financial modelling purposes of $3 to $4 billion. Timelines for completion of the last unit range from October 2006 to August 2008.

OPG is currently undertaking some physical work on Unit 1, as well as completing design engineering, planning and assessing, and verifying detailed estimates by contractors. It is understood that in early 2004, OPG will present to its Board a detailed cost estimate for returning Unit 1 to service. Given that the current expenditure on the remaining three reactors is about $25 million per month, it is critical that a decision on whether to continue with the return to service of additional units be made as soon as possible.

Figure 1 below highlights the degree to which costs have escalated and schedules have extended beyond the original plan.

Figure 1. Time and Cost Estimates



What Went Wrong

From the outset, OPG failed to recognize the full scope and complexity of the project and was too slow to put in place the appropriate project management and accountability mechanisms.

Management of the project from initial planning to execution was seriously flawed. The Panel found that well-established industry practices and steps for carrying out a project of this size and complexity were not followed.

Furthermore, because adequate cost and progress reporting systems were not put in place, projections of project costs and completion dates were consistently unreliable and unrealistic.

Given the size of the investment and the importance of the project, the Government, as sole OPG shareholder, the Board, and senior management of OPG should have exercised greater oversight over the project's economics and execution and responded more quickly to emerging problems.

The Panel's detailed findings are set out below.

Flawed Project Assumptions

Initial assumptions about the scope and complexity of the project, regulatory requirements, and when work would need to be undertaken were flawed.

Scope of the Project

From the outset, OPG failed to appreciate the full scope of the project. OPG nuclear management assumed that the restart project would be a relatively short-term outage, to be undertaken once the other operating plants began demonstrating improved performance. Based on the expected timing of this turnaround, the decision was made in 1997 not to remove the fuel from the reactor core once the four units at Pickering A were laid up.

The restart project was, in fact, a major design and construction project, with modifications required to virtually all systems in the plant, including the following:

- Replacing equipment, pipes and wires that did not meet current standards; for example, PVC-coated cables that had limited life in the reactor building.
- Reconfiguring equipment to optimize performance and safety; for example, moderator/ECI piping and valves in the moderator room.
- Adding new equipment; for example, a condenser ball-cleaning system.

- Improving the fire detection and suppression equipment; for example, a new sprinkler system in many areas of the plant.
- Increasing safety in the event of an earthquake; for example, new steel supports for numerous block walls around the plant.
- Refurbishing and reassembling equipment that was not replaced; for example, a major overhaul of the turbine/generator set.
- Clearing up a significant backlog of maintenance and minor modifications that had been identified in Ontario Hydro's 1997 assessment of its nuclear stations, including bringing all the engineering documentation up to date.

The Panel notes that the failure to appreciate the scope and complexity of the work required was observed and commented on by almost all of the individuals who participated in this Review.

Regulatory Requirements

OPG assumed that the regulatory approval process could be completed in three months and that it would not be necessary to prepare a formal environmental assessment (EA) under the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA). These assumptions were made despite the age of the station, the backlog of outstanding regulatory commitments and concerns expressed by the community.

In a letter dated July 8, 1999,[5] the AECB informed the company that the "resumption of operation of Pickering A after a prolonged shut-down period imposed by a condition of the current operating licence would constitute a 'project' for the purposes of CEAA." The AECB continued: "As indicated at our meeting of June 28, we do not consider that the Exclusion List Regulations are applicable to this proposed project." OPG was, therefore, formally instructed to carry out an EA under section 18 of CEAA on the return to service project.

The regulatory process ultimately took more than two years, including 19 months for an EA (from July 1999 to February 2001) and a subsequent nine months for the licensing process (from February 2001 to November 2001). The uncertainty about the outcome of the EA prompted OPG to institute a "minimum spend" policy, thus slowing the pace of work on the project. The Panel observes that OPG's nuclear management did not use the window of opportunity provided during this period to ensure that critical activities such as design engineering were completed before construction began.

Timing of Essential Tasks

An assumption was made that some tasks could be undertaken following the restart of the first unit. This was evident in the initial documents prepared in 1999 for the AECB. These tasks

[5] AECB letter to OPG, July 8, 1999.

included work programs associated with the completion of environmental qualification and fire protection systems.

In May 2000, the AECB informed OPG that all of the tasks related to the restart would have to be completed prior to restart.[6] Despite the AECB's direction with respect to the scope of the work, at that time only minor adjustments were made to the schedule for restart, in large part because at this stage OPG nuclear management had not fully appreciated the extent of the engineering, planning and assessing required to meet the AECB's direction.

Project Management Failures

Fundamental failures were evident in all of the areas related to project management, including the failure to sufficiently plan the restart project, as well as to put in place the necessary processes to monitor progress effectively. The Panel's findings with respect to the planning and execution of the project focus on OPG's role. There were, however, several contractors involved in the project.

Absence of a Project Execution Plan

It is industry practice to prepare a project execution plan (PEP) for a construction project of the magnitude of the Pickering A return to service. This is a critical document because it:

- Defines the roles and accountabilities for each of the major functional groups in the project;
- Establishes the work breakdown structure for the project;
- Establishes the cost breakdown structure for the project; and
- Defines the work to be completed, including preparatory and improvement milestones and associated metrics.

Nine months after construction started, an external consultant's report prepared for OPG project management noted the following: "At the time of the start of this project, it had become common practice in OPG to prepare a Project Execution Plan before approval and funding was granted. A management decision was made early in the project that a PEP was unnecessary."[7]

Given the then-current projection that the project was a two-year program of work costing $1.1 billion, there was a compelling reason to develop a PEP from the start. The lack of a detailed project plan contributed to OPG's underestimation of the scope and cost of the project, as well as the lack of control and supervision over the project's progress.

---

[6] AECB letter to OPG, May 8, 2000.

[7] "OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage," external consultant's report to OPG, August 24, 2001, p. 5.

In addition, given the lack of an integrated schedule, OPG's major contractors and suppliers had to organize their priorities and perform their respective work without knowing how it would contribute to the overall timing of the project.

In their public statements, OPG's management have frankly admitted that "we did not structure this project properly as a project with a project execution plan and scope and controls around that. And we did not structure it in such a way that we had an integrated approach to control of the engineering and the assessment."[8]

In summary, as the project unfolded, the lack of a fully developed plan led to significant problems in assessing, sequencing, coordinating and integrating the thousands of tasks that made up the project.

Lack of Integrated Project Management

The project suffered from the absence of a fully coordinated team with effective control over engineering, procurement and construction.

From the outset, OPG made a decision to undertake the Pickering A project by retaining contractors and contract management, including a senior project manager. OPG's overall role was to establish the scope of the project, manage the procurement function, obtain regulatory approvals, oversee the general contractor and operate the plant.

In late 1998, Atomic Energy of Canada Limited (AECL), the federal Crown corporation that designed and developed Canada's CANDU nuclear power technology, was engaged by OPG. From then until September 2002, AECL performed engineering design services, which focussed on the drafting, revision and issuance of numerous engineering design documents. Throughout this period, any engineering design changes to the facility had to be reviewed and approved by OPG's own engineering unit since OPG exercised "design authority" over the entire project.

In September 1999, OPG outsourced the project manager and general manager functions, and, after a competitive bidding process, began negotiations with Canadian Nuclear Engineers and Constructors (CANEC) to fill those roles. This culminated in a contract between OPG and CANEC signed January 2001. As general contractor, CANEC was responsible for about 60 per cent of the fieldwork and for coordinating the field activities of the other non-owner contractors. CANEC, however, had no direct contractual relationship with or full control over any of the other participants, whose contracts were with OPG. OPG also retained control over a number of important aspects of the project such as design authority and procurement.

---

[8] Quoted in an article by John Spears: "Pickering a Failure of Planning: Official; Restart of four nuclear reactors behind schedule; Ontario Power underestimated scope of project," *Toronto Star*, June 12, 2003, p. D6.

In July 2001, OPG began gradually taking back functions assigned to CANEC with the objective of making the overall organization more effective. By March 2002, OPG had assumed the full role of project manager.

The Panel heard from many observers that the profusion of roles and responsibilities, especially in the early years of the project, led to confusion, poor communication, difficulty in resolving disputes, and lack of accountability, which ultimately contributed to both cost overruns and delays.

Delays in Engineering

Delays in engineering deliverables proved to be a significant issue.

In 2001, an external consultant retained by OPG project management to review the delay in engineering deliverables for Unit 4 made a number of observations on the underestimation of the time and resources needed for integrating the volume of engineering work. For example:

> Initially it was believed that engineering work did not need to be included in the integrated schedule, because of an optimistic assumption by the project management team that all the engineering would be completed long before field execution occurred.[9]

> There were extensive delays in reviewing engineering packages at OPG. The average time taken was ten weeks. The longest delay identified was 18 months. This was a result of awaiting a decision on whether to replace moderator pump motors or rewind them.[10]

Since the contract between OPG and AECL stated only an end date for the expected completion of all the engineering packages, AECL, in the absence of a prioritized list from OPG, was forced to develop its own priority list and time frame which were later found to be inconsistent with the actual project needs.

An internal OPG report noted that the final Unit 4 engineering design packages were delivered over 24 months later than the original scheduled date, introducing further delays into the assessment and execution phases. Material identified in the design was often not available when required. In addition, the quality of design products was less than adequate in terms of constructability, maintainability and operability.[11]

---

9 "OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage," external consultant's report to OPG, August 24, 2001, p. 9.

10 Ibid.

11 Internal OPG Report on lessons learned, summer 2003.

Premature Mobilization of Construction and Scheduling

The construction workforce began to mobilize in December 2000—18 months before the final Unit 4 engineering design packages were completed.

Because many of the areas where people worked were highly congested, it was essential to complete the totality of the engineering work in order to plan and sequence effectively.

This was not done. Once execution began, poor coordination, inadequate resource estimates and lack of materials made it difficult to follow the schedule.

Work packages were released to the field piecemeal, corresponding to the extent to which engineering design packages were ready. As a result, there were often not enough tasks to keep workers fully occupied, and some work had to be redone based on subsequently completed engineering.

Further, some work that was identified on the basis of the early engineering packages was later found to be unnecessary. Of the 43,000 tasks generated for Unit 4, 15,000 were eventually cancelled during replanning. This overall lack of integration of work resulted in significant rework after the complete modification became known in the field.[12]

Materials Management

Lack of adequate materials available at the work site caused significant delays in execution. Delays in receiving material specifications cascaded to procurement and material receipt. Material storage and handling deficiencies and the reallocation of work to different work groups resulted in material loss and some material damage. The quantities of bulk materials, such as conduit and cable, delivered to the work site were often inadequate. In addition, work efficiency was reduced by stoppages due to lack of materials and work package revisions to incorporate design field changes.

Management of the Physical Site

For security reasons, OPG was required to monitor and control access to the facility. The Panel heard that there were numerous problems with OPG's management of the physical site, which impeded and delayed the completion of field and installation work. For example, there were often long lines in the morning to process workers for entry into the facility and on some days workers had to wait up to three hours. This was exacerbated by the enhanced security requirements after September 11, 2001.

Unreliable Cost and Schedule Estimates

The August 1999 OPG Board approval was based on a total project cost of $1.1 billion. The

[12] Internal OPG report on lessons learned, summer 2003.

return to service date of Pickering A Unit 4 was forecast to be mid-2001, with subsequent units returning at six-month intervals thereafter. At the time, the engineering was too incomplete to use as basis for determining a realistic budget and schedule.

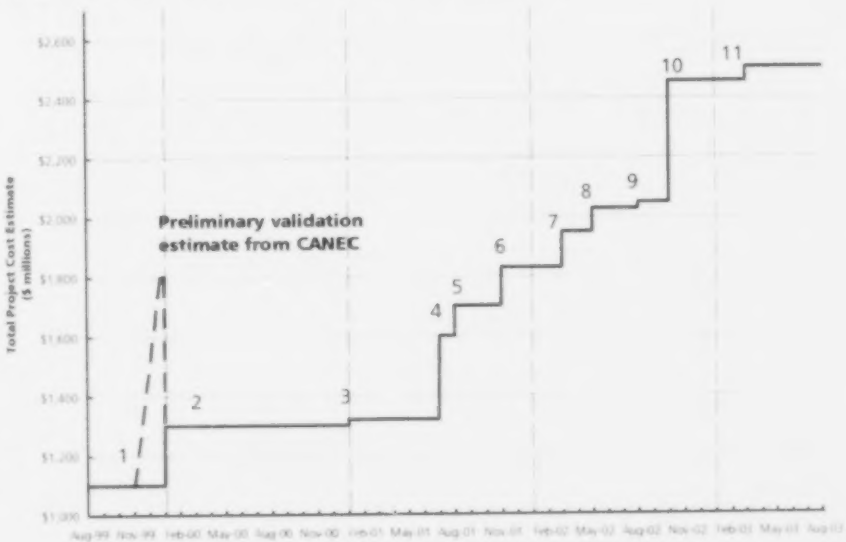
A validation of the August 1999 estimate was carried out by CANEC, the joint venture that was later engaged by OPG to act as the project manager and general contractor. During the validation, which began in late September 1999, CANEC found that the design documentation was at an early stage and that a number of work scope packages were evolving. Using the information available, a preliminary estimate was delivered to OPG on December 31, 1999 that projected the total cost of the project at about $1.6 billion. Adding OPG's estimate of $200 million of OM&A before start-up, this put the projected total estimated by CANEC at $1.8 billion.

In the following three weeks, a team led by OPG, working with CANEC's estimate validation team, revised this estimate downwards by about 30 per cent.

The revised estimate was presented to the Board of Directors on January 31, 2000. This estimate essentially remained in place until mid-2001, at which time the projected cost reached $1.6 billion and the OPG Board had released $815 million to the project.

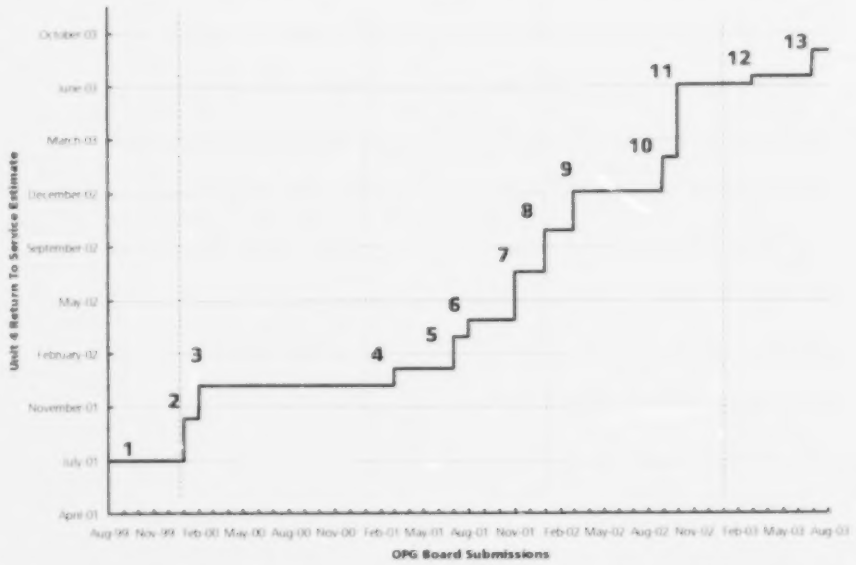
In total, starting with the August 1999 meeting, the OPG Board was presented with 11 different cost estimates that took the estimated total project cost to approximately $2.5 billion.

Figure 2. Evolution of Cost Estimates



There were 13 different return-to-service dates for Unit 4 submitted to the Board between August 1999 and September 2003, following a pattern similar to that for costs.

Figure 3. Evolution of Scheduled Return To Service Dates



Management Effectiveness

The 1997 Independent Integrated Performance Assessment (IIPA) identified seven fundamental problems in the areas of managerial leadership, culture and standards, people and performance, processes and procedures, plant (hardware) and design, organization and resources, and labour relations.

As late as 2001, there were indications that OPG had still failed to implement an effective project management infrastructure. The concerns were summarized in a report by an external consultant:[13]

- Neither OPG nor AECL appreciated the rigour required to carry out a major project in the OPG operating environment.
- OPG managers did not demonstrate ownership and accountability for project execution.
- OPG management did not sufficiently plan the Unit 4 restart project.
- OPG management did not have the necessary processes in place to effectively monitor

[13] "OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage," external consultant's report to OPG, August 24, 2001, p. 9.

progress and when notified of potential schedule impacts, failed to take prompt corrective action.

- Concerns that arose during the course of the project were not effectively communicated at all levels of the organization.
- Senior OPG management did not hold responsible managers accountable for their respective jurisdictions.
- OPG management did not incorporate relevant lessons learned from past projects into the project.

Another external consultant's report prepared during the same period also identified continuing problems, as illustrated in the table below:[14]

MANAGEMENT ATTRIBUTE	1997 (IIPA REPORT)	2001 (EXTERNAL CONSULTANTS REPORT TO OPG)
Manager Accountability	■ Lack of accountability by managers ■ No awareness of site specific goals	■ Managers do not have ownership of their projects ■ No follow through on commitments
Lateral Working Relationships	■ Unclear lines of authority and of accountability ■ Lack of teamwork	■ Roles/responsibilities not clearly defined nor documented ■ Lack of teamwork
Managerial Practices	■ Ineffective lines of communication ■ Gap between perceived and actual performance ■ Timeliness and resource limitations	■ Ineffective management controls ■ No adherence for the achievement of milestones
Support of Subordinate Managers	■ Bad news does not flow up ■ Problems solved at too low a level	■ Workers are not encouraged to voice issues upward ■ No encouragement for innovation
Pickering A Culture	■ Little focus on cross-organizational cooperation ■ Employees lack accountability and commitment to quality	■ Ineffective sharing of information ■ No cultural support of safety standards

[14] "Pickering A Return to Service Discussion Document," August 10, 2001, prepared for OPG by an external consulting firm, p. 4.

Inadequate Cost and Performance Reporting

There are three essential aspects of cost reporting typical to most construction projects:

- Cost management at the project level, in which actual costs are compared to estimates in a detailed work breakdown structure.
- Cost management at a project executive level, which rolls up the detailed work breakdown structure into major categories of work and provides a summary level management tool for senior project management.
- Cost reporting for senior corporate management and the Board of Directors, in which costs are tracked on a gross level and cost management is judged using tools such as projected versus actual cash flows and summary calculations of overall progress such as earned value – a measure comparing the dollars expended and time taken versus what is budgeted.

OPG's performance and financial reporting systems were below the norm with respect to each of the above. Detailed cost reporting was not done in a manner that allowed any meaningful and penetrating analysis of budget variances.

The Panel also found:

- Information was often not consistent from report to report, making it difficult to analyze trends, initiate corrective action and render accurate cost forecasts.
- Summary cost reports generated for project management did not include metrics that captured costs in discernable groups, making it difficult for the project management team to spot and analyze trends, initiate corrective action and make accurate projections for cost to completion.
- There was no reliable measure of earned value, in part because the project's scope was not frozen, which also skewed any cash flows reported to senior management.

While project audits were carried out, these focussed on procedural compliance instead of project progress. There was not sufficient independent identification of problems, verification of progress or challenge of project management. As well, no systematic external evaluations of Unit 4 cost and schedule performance were carried out.

Finally, the Panel was unable to attribute cost overruns to specific causes because of the inadequacies of the method that OPG used to track project costs.

Looking Forward

The Provincial Government, as OPG's sole shareholder, is accountable to the Ontario public for the performance of the company. As noted earlier, the failures in the Pickering A project to date have had a wide range of negative impacts. Making the right decisions about the remaining units is therefore crucial.

The Panel notes that, given all that it has learned in the course of its work, it is critical to apply the lessons learned from this project failure as we look forward.

It is vital to recognize that the failure was pervasive, at the Board, management and shareholder levels, and that each of these parties must be involved in ensuring it does not happen again.

The scope of the Panel's mandate included making recommendations to the Minister on means of improving the management of the project to restore the Pickering A generating station to full operation, including measures to ensure the cost-effective and timely completion of the project.

Therefore, the Panel makes the following observations.

Complexity of the Project

It should be recognized that the return of the remaining units remains a large, complex project with a corresponding cost involving the reconditioning, rebuilding, replacing or adding of equipment at a 30-year-old station.

Contracting Strategy

There are basically two alternatives: OPG could assume the role of general contractor and hire the sub-contractors needed for the project; alternatively, OPG could hire a general contractor for a turnkey solution (i.e., a fixed-price contract). OPG is proposing the first strategy, that of assuming the general contractor role itself. The Panel has concluded that in the present circumstances, the second option would likely be more costly and time-consuming.

The Panel has met on a number of occasions with the current project management team and has assessed that team's ability to fulfil the role of general contractor. In particular, the Panel reviewed the team's commitment to complete engineering and prepare integrated scheduling. The Panel also drilled down to a number of processes that will form the basis of the approach and, while some are not yet complete, have found them to be well-founded. The Panel has concluded that the current project management arrangements are appropriate for the completion of the project.

Need for a Robust Business Plan

The decision on whether to proceed with the restart of one or all three of the remaining units will require a thorough business plan covering both economic and project issues.

This business plan is, however, extremely sensitive to assumptions about the project costs, remaining years of life, electricity prices and the cost of capital. As a result, a carefully thought-out and rigorous analysis of all options will be critical.

Governance

The Province reviews key business plan documents and approves major OPG investments.

The Panel would expect the Province to ensure that the oversight roles of the ministries involved are clearly defined and that it ensures clear lines of accountability for OPG.

Conservation and Supply Task Force

A provincially appointed Conservation and Supply Task Force will report by the end of 2003. The Panel recognizes that the Task Force's Report will provide a context for the Government's decision with respect to the restart of the remaining units.

Recommendations

With these observations in mind, the Panel makes the following recommendations. The Panel believes these will be relevant to OPG's long-term success regardless of which decision is made about the remaining Pickering units.

Corporate Governance

Corporate governance "best practices" have evolved in recent years to make the responsibilities of corporate boards more explicit. Toronto Stock Exchange (TSX) guidelines on a board of director's stewardship function refer to five particularly important aspects:

- Adoption of a strategic planning process.
- The identification of the principal risks of the corporation's business and ensuring the implementation of appropriate systems to manage these risks.
- Succession planning, including appointing, training and monitoring senior management.
- A communication policy for the corporation.
- The integrity of the corporation's internal control and management information systems.[15]

Both the Shareholder and the Board must meet their responsibilities in order to ensure strong governance over any further work on the Pickering project.

Recommendation. That the Government, as shareholder, clearly define the roles and accountability within government for oversight of OPG.

Recommendation. That the Government, as shareholder, review the composition of the OPG Board of Directors and ensure that there is appropriate expertise to provide a greater focus on effective utility operations.

Recommendation. That the OPG Board of Directors ensure that the governance model for returning any of the remaining units to service include enhanced, independent oversight of project management decisions.

Recommendation. That OPG Management and its Board agree to a set of key standardized indicators of the progress of the project, and that, at all of its meetings, the Board receive a report that shows what it approved and where the indicators now stand, highlights any significant slippages against plan and explains what management is doing to bring the project back on track.

[15] TSX Guidelines on board stewardship functions, guideline number one.

Recommendation. That the business case for restart be prepared in parallel with the current project development work and be independently verified in the context of the overall OPG business plan.

Recommendation. That a decision on whether to proceed be made as quickly as possible, noting that OPG is currently spending about $25 million per month in work associated with the restart of Units 1, 2 and 3.

Recommendation. That OPG, as soon as possible, provide the Government with a firm estimate and timelines for completion. In parallel, that the Minister of Energy clarify the energy policy and business case criteria that a go-ahead decision should meet.

Project Management

Should the project go ahead, OPG must ensure that effective project management is in place. The Panel notes that in the fall of 2002, a new senior project management team was appointed to the Pickering project.

The appointment of this team, although belated, has improved project discipline and effectiveness. The Panel believes that the team has learned lessons from the experience of restarting Unit 4 and that the team has the capacity to manage the return to service of the remaining units.

Recommendation. That, if approved, the project proceed with the current contracting strategy and project management structure.

Recommendation. That construction not begin until the following steps have been completed:

- Scope of the work is determined.
- Engineering design work and related work packages are completed.
- Project costs and construction plans are prepared.
- Work packages that outline material and other resource needs and set out timing are finalized and fully coordinated.
- Resources are procured on the basis of the work packages.

Management Effectiveness and Company Culture

Workforce effectiveness depends on building the skills of employees and working to retain them. This is especially true in industries that rely on a high level of technical expertise.

Ontario Hydro underwent internal restructuring that reduced its workforce in the early 1990s. In 1999, OPG emerged from a major corporate restructuring of Ontario Hydro that created two commercial entities.

These and other factors have had an impact on OPG's workforce. While carrying out its work, the Panel observed that over the last few years a number of senior posts have been filled by people recruited into OPG, many through short-term contracts. Many of these appointments have enhanced the management expertise of OPG. The future success of the company nonetheless hinges on internal staff development.

> **Recommendation.** That going ahead, OPG place a priority on programs for staff development so that people of ability are available internally as strong candidates for senior positions.

Having the right culture, one in which coordinated and cooperative teamwork is an accepted way of working, is vital to the success of any large corporation. Instilling this culture is likely to take considerable time.

> **Recommendation**. That improving management effectiveness and the corporate culture be made a major priority for the OPG Board and senior management, and that the Human Resources and Corporate Governance Committee of the OPG Board be made responsible for assessing and reporting on progress in this area.

RAPPORT

du

COMITÉ D'EXAMEN DE LA CENTRALE PICKERING A

Décembre 2003

Comité d'examen - Pickering

The Citadel
1075, rue Bay, bureau 830
Toronto (Ontario) M5S 2B1
Téléphone : 416 212-4477

Hon. Jake Epp, P.C., B.A., B.Ed.LL.D (Hon.)
Peter Barnes
Dr Robin Jeffrey, FREng

Le 30 novembre 2003

Monsieur Dwight Duncan, député
Ministre de l'Énergie
Édifice Hearst, 4e étage,
900, rue Bay
Toronto (Ontario)

Monsieur le Ministre,

Le comité d'examen de la centrale Pickering A a l'honneur de vous présenter son rapport, conformément au mandat d'examen qui lui a été confié en mai 2003.

Nous désirons exprimer notre gratitude aux personnes qui nous ont aidés à comprendre les nombreux points complexes de la remise en service de la centrale Pickering A. Le comité désire aussi souligner la collaboration des dirigeants d'Ontario Power Generation.

Nous désirons enfin exprimer nos remerciements au personnel de l'office ontarien du financement du ministère des Finances et à celui du ministère de l'Énergie pour l'aide qu'ils ont apportée au comité pendant son examen.

Veuillez agréer, Monsieur le Ministre, nos respectueuses salutations.

Jake Epp
Président

Peter Barnes

Robin Jeffrey

RAPPORT

du

COMITÉ D'EXAMEN DE LA CENTRALE PICKERING A

Décembre 2003

Introduction

À la fin de septembre 2003, l'un des quatre réacteurs de la centrale Pickering A (désigné sous le nom d'unité 4) a été remis en service. Plus de deux ans s'étaient écoulés depuis la date prévue dans le plan approuvé en août 1999 par le conseil d'administration d'Ontario Power Generation Inc. (OPG) pour la remise en service de l'unité 4, tandis que son coût avait presque triplé.

Ces faits alarmants ont eu plusieurs répercussions fâcheuses. Le retard enregistré pour la remise en service de la centrale Pickering A a eu des effets pervers sur le secteur ontarien de l'électricité et a provoqué une hausse des prix pour les clientèles résidentielle et commerciale. La flambée des coûts du projet et l'accumulation des retards ont aussi eu pour effet de réduire les revenus, les ressources en capital et la valeur d'OPG. Enfin, ce dérapage a eu une répercussion encore plus grave : il a miné la confiance des citoyens et des entreprises de la province envers les perspectives d'approvisionnement continu en électricité à un prix abordable en Ontario.

Quand on analyse ce qui n'a pas fonctionné, on trouve un large assortiment de problèmes, mais la responsabilité finale incombe au conseil d'administration et à la haute direction d'OPG, qui ont exercé leurs fonctions de surveillance de façon inadéquate.

Ayant reconnu que la remise en service de l'unité 4 a connu des ratés, OPG a mis en place au cours des derniers mois des mécanismes de gestion et de surveillance de projet plus appropriés.

Le Comité estime que la décision de poursuivre ou non le projet de remise en service des autres unités doit être prise dans les plus brefs délais. À cette fin, OPG devra fournir au gouvernement et au ministre de l'Énergie une estimation ferme des coûts et du calendrier d'achèvement des travaux.

Dans ce rapport, le Comité d'examen présente les conclusions de son enquête et les recommandations qui en découlent.

Mandat et portée

Le Comité d'examen de la remise en service de la centrale Pickering A a été créé à la fin du mois de mai 2003. Son mandat était le suivant :

- déterminer les motifs et le caractère raisonnable des changements apportés à l'échéancier et aux dates de remise en service;
- déterminer les motifs et le caractère raisonnable des estimations et des hausses de coûts;
- examiner l'information financière liée aux coûts du projet;
- faire des recommandations au Ministre sur les façons d'améliorer la gestion du projet de restauration de la pleine capacité de production de la centrale Pickering A et sur les mesures qui permettraient de réaliser le projet à meilleur coût et dans les plus brefs délais.

Le Comité, qui a commencé ses travaux en juin 2003, a :

- siégé pendant plus de 40 jours;
- examiné plus de 300 documents, dont des rapports clés, des notes de la direction, des mémoires remis au conseil d'administration d'OPG, des examens de projet internes et des études externes sur la mesure du rendement;
- rencontré les membres du conseil d'administration d'OPG;
- interviewé les cadres supérieurs d'OPG et un certain nombre de chefs et d'anciens chefs de projet de la centrale Pickering A;
- rencontré les dirigeants du Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique et ceux de la Society of Energy Professionals;
- rencontré les cadres supérieurs des deux entrepreneurs principaux :
  - Énergie atomique du Canada limitée (EACL), société d'État fédérale qui a agi à titre de firme de génie-conseil indépendante auprès d'OPG;
  - Canadian Nuclear Engineers and Constructors (CANEC), coentreprise qui a assumé initialement la fonction d'entrepreneur général et d'administrateur du projet[1];
- discuté du projet et du processus réglementaire avec les représentants de la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN);
- reçu les mémoires de la firme américaine Schiff, Hardin & Waite spécialisée en droit de la construction[2];
- visité la centrale Pickering A pour examiner le projet et en discuter.

---

[1] CANEC a vu le jour en juin 1999 en vue de la réalisation de ce projet; il s'agit d'une coentreprise créée par Stone & Webster of Canada L.P., Comstock Canada Ltd. et Canatom NPM/BFC Industrial.

[2] En mars 2003, OPG a demandé à Schiff, Hardin & Waite de réaliser une étude indépendante et une analyse des causes fondamentales pour déterminer les raisons des problèmes liés à l'unité 4 et de déterminer les leçons que l'on pouvait en tirer en vue de la remise en service des autres unités. J. Wilson & Associates et Myer Construction Consulting ont collaboré avec Schiff, Hardin & Waite à la réalisation de cette étude.

Prévisions et réalité

En janvier 1997, Ontario Hydro, prédécesseur d'OPG, a commandé une évaluation de rendement intégrée indépendante (ERII) des centrales nucléaires de l'Ontario. Cette évaluation a permis de relever des lacunes à ce chapitre, concluant que le rendement des centrales ontariennes était de beaucoup inférieur à celui des centrales nucléaires les plus performantes ailleurs dans le monde.

Peu après la publication de l'ERII, Ontario Hydro a approuvé un plan prévoyant la fermeture temporaire des quatre unités de la centrale Pickering A et des trois unités de production de la centrale Bruce A afin de concentrer les ressources sur la mise à niveau des autres unités de production des centrales Bruce B, Pickering B et Darlington. Outre le problème de la baisse de rendement, la décision de fermer temporairement la centrale Pickering A reposait sur le fait que la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCEA), organisme qui réglementait à cette époque l'utilisation de l'énergie atomique au Canada[3], avait décrété que, pour que la centrale puisse rester en activité après 1997, des améliorations devaient être apportées à son système d'arrêt.

Les quatre unités de la centrale Pickering A ont été fermées à la fin de 1997 et les trois unités de la centrale Bruce A l'ont été en mai 1998. Les deux fermetures n'ont toutefois pas été effectuées de la même façon. Les dirigeants ont en effet décidé de ne pas retirer le combustible nucléaire des réacteurs de la centrale Pickering A, contrairement à ceux de la centrale Bruce A, car ils estimaient que la première serait remise en service avant cette dernière.

En août 1997, le conseil d'administration d'Ontario Hydro a approuvé les travaux qui devaient mener au redémarrage des quatre unités de la centrale Pickering A, sur la base d'un budget de 780 millions de dollars et d'une remise en service de la première unité en juin 2000. L'estimation des coûts a été revue en mai 1999 pour être fixée à 840 millions de dollars, compte tenu de l'augmentation des coûts de la main-d'œuvre[4].

L'approbation du projet accordée en août 1999 par le conseil d'administration d'OPG, qui venait de voir le jour, était fondée sur des coûts totaux de 1,1 milliard de dollars, somme qui était ventilée comme suit : 457 millions de dollars pour l'unité 4 et les systèmes communs aux quatre unités, 213 millions pour l'unité 1, 219 millions pour l'unité 2 et 211 millions pour l'unité 3.

Quand l'unité 4 de la centrale Pickering A a finalement été remise en service à la fin de septembre 2003, les coûts avaient presque atteint le triple de l'estimation initiale de 457 millions de dollars et le redémarrage avait accumulé un retard de plus de deux ans par rapport à la date prévue, soit août 1999.

---

[3] La Commission de contrôle de l'énergie atomique est le prédécesseur de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, qui a vu le jour le 31 mai 2000.

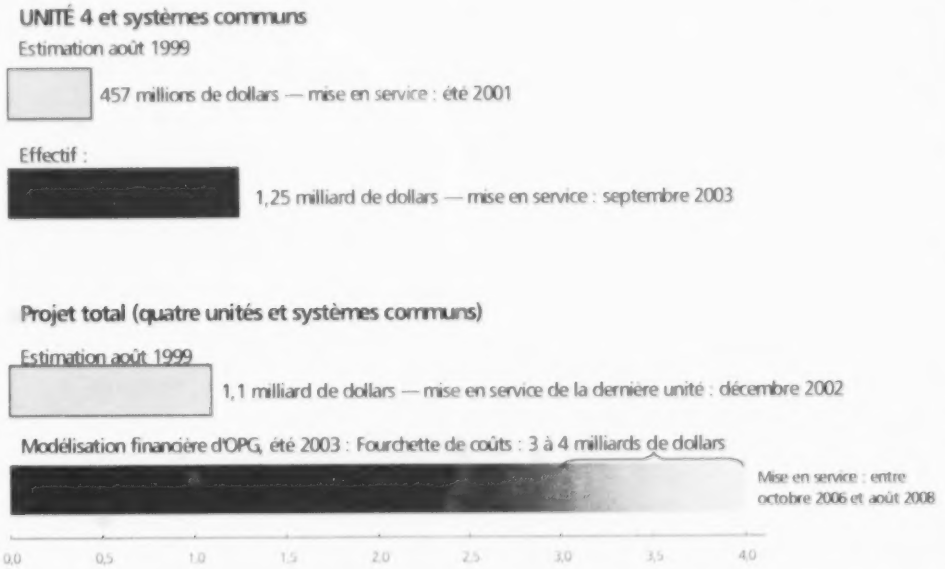
[4] Aucune de ces estimations ne comprenait les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration pendant la phase de démarrage. Les estimations rendues publiques à partir d'août 1999 par OPG prévoyaient des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration avant démarrage de 200 millions de dollars.

Trois unités ne sont toujours pas en service. OPG n'a remis au Comité aucune estimation des coûts totaux de remise en service des quatre unités. Tout ce que le Comité a pu obtenir est une fourchette d'estimations tournant autour de 3 à 4 milliards de dollars, qui ont été préparées à des fins de modélisation financière. La date approximative d'achèvement des travaux pour la dernière unité s'échelonne entre octobre 2006 et août 2008.

OPG a entrepris des travaux relativement à l'unité 1, termine présentement l'étude de conception et procède à la planification, à l'évaluation et à la vérification des estimations détaillées présentées par les entrepreneurs. Au début de 2004, OPG devrait remettre à son conseil d'administration une estimation détaillée des coûts de remise en service de l'unité 1. Les dépenses actuelles pour les trois réacteurs non fonctionnels s'élevant à environ 25 millions de dollars par mois, il est capital que la décision relative à la remise en service des autres unités soit prise dans les plus brefs délais.

La figure 1 ci-dessous illustre l'escalade des coûts et la prolongation des échéanciers par rapport au plan initial.

Figure 1. Estimations des coûts et des délais de réalisation


UNITÉ 4 et systèmes communs
Estimation août 1999
457 millions de dollars — mise en service : été 2001
Effectif :
1,25 milliard de dollars — mise en service : septembre 2003
Projet total (quatre unités et systèmes communs)
Estimation août 1999
1,1 milliard de dollars — mise en service de la dernière unité : décembre 2002
Modélisation financière d'OPG, été 2003 : Fourchette de coûts : 3 à 4 milliards de dollars
Mise en service : entre octobre 2006 et août 2008
0,0
0,5
1,0
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0

Que s'est-il passé?

D'entrée de jeu, OPG a mal évalué l'envergure et la complexité du projet et a trop tardé à mettre en place des mécanismes de gestion et de responsabilité appropriés pour le projet.

De la planification initiale jusqu'à l'exécution, la gestion du projet s'est révélée gravement déficiente. Le Comité a constaté que certaines des pratiques et des mesures bien établies dans le secteur relativement à des projets de cette ampleur et de cette complexité n'ont pas été respectées.

De plus, en l'absence de systèmes adéquats de communication des coûts et de l'avancement des travaux, aucune des prévisions ayant trait aux coûts et aux dates d'achèvement ne pouvait être fiable et réaliste.

Vu l'importance des sommes engagées et l'ampleur du projet, le gouvernement, à titre d'unique actionnaire d'OPG, le conseil d'administration et la haute direction d'OPG auraient dû exercer une surveillance plus serrée de l'aspect financier du projet et de son exécution et réagir plus rapidement aux problèmes qui se présentaient.

Les conclusions détaillées auxquelles est arrivé le Comité sont présentées ci-dessous.

Hypothèses de départ erronées

Les hypothèses de départ quant à l'envergure et à la complexité du projet, aux exigences réglementaires et à l'ordonnancement des travaux étaient erronées.

Envergure du projet

Dès le départ, OPG a mal évalué l'ampleur réelle du projet. La direction de la division nucléaire d'OPG a présumé que l'interruption de service de la centrale serait relativement brève, commençant aussitôt que le rendement des autres centrales se serait amélioré. En raison de ce court laps de temps, la décision a été prise en 1997 de ne pas retirer le combustible du cœur des quatre réacteurs de la centrale Pickering A après l'arrêt des unités.

Dans les faits, la remise en marche des unités s'est révélée un projet de conception et de construction de grande ampleur qui exigeait la modification de pratiquement tous les systèmes de la centrale, y compris les suivants :

- remplacement du matériel, des canalisations et du câblage non conformes aux normes actuelles, par exemple les câbles à gaine en PVC à durée limitée dans le bâtiment du réacteur;
- reconfiguration de certains matériels pour améliorer le rendement et la sécurité, par exemple les canalisations et les robinets de modérateur/ECI dans la salle des modérateurs;
- ajout de nouveaux matériels, par exemple un système de nettoyage des billes du condenseur;

- amélioration du matériel de détection d'incendie et d'extinction, comme un nouveau système d'extincteurs à eau dans plusieurs sections de la centrale;
- amélioration de la sécurité en cas de tremblement de terre, par exemple l'installation de nouvelles poutres de soutien en acier pour de nombreux murs de la centrale composés de blocs;
- révision et réassemblage du matériel qui n'a pas été remplacé, par exemple la révision complète du bloc turbogénérateur;
- rattrapage de l'important retard de maintenance accumulé et réalisation des modifications mineures nécessaires qui avaient été relevées lors de l'évaluation des centrales nucléaires réalisée par Ontario Hydro en 1997, y compris la mise à jour complète de la documentation technique.

La plupart des personnes entendues par le Comité ont souligné la méconnaissance de l'envergure et de la complexité des travaux qui étaient requis.

Exigences réglementaires

OPG estimait que le processus d'approbation réglementaire pouvait être mené à terme en trois mois et qu'il ne serait pas nécessaire de procéder à l'évaluation environnementale officielle prévue dans la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). Ces suppositions furent faites en dépit de l'âge de la centrale, du cumul des exigences réglementaires non encore satisfaites et des préoccupations exprimées dans la collectivité.

Dans une lettre datée du 8 juillet 1999, la CCEA informait la société que « la reprise des activités à la centrale Pickering A après un arrêt prolongé imposé en vertu d'une condition rattachée au permis d'exploitation actuel constituerait un "projet" aux termes de la LCEE »[5]. La CCEA ajoutait : « Comme nous l'avons indiqué pendant notre rencontre du 28 juin, nous ne considérons pas que le Règlement sur la liste d'exclusion s'applique au projet proposé ». Par conséquent, OPG a été formellement informé qu'il faudrait réaliser une évaluation environnementale en application de l'article 18 de la LCEE pour le projet de remise en service.

Les formalités réglementaires se sont finalement prolongées pendant plus de deux ans, soit 19 mois pour la réalisation de l'évaluation environnementale (de juillet 1999 à février 2001), suivis de neuf autres mois pour la délivrance du permis (de février à novembre 2001). L'incertitude entourant les résultats de l'évaluation environnementale a incité OPG à adopter une politique de « réduction des dépenses au minimum », qui a eu pour effet de ralentir les travaux liés au projet. Le Comité a constaté que la direction de la division nucléaire d'OPG n'a pas profité de cette occasion pour s'assurer que certaines activités de première importance, notamment les études de conception, soient réalisées avant le début des travaux.

Coordination des tâches essentielles

Il a été tenu pour acquis que certaines tâches pourraient être entreprises après le redémarrage de la première unité. Cette position est manifeste dans les documents initiaux préparés en 1999

[5] Lettre de la CCEA à OPG, 8 juillet 1999.

pour la CCEA. Ces tâches comprenaient notamment certains programmes associés aux systèmes de qualification environnementale et de protection contre l'incendie.

En mai 2000, la CCEA a avisé OPG que toutes les tâches liées à la remise en service devaient être terminées avant la remise en service[6]. En dépit des directives de la CCEA quant à l'envergure des travaux, seuls des ajustements mineurs ont été apportés au calendrier de remise en service à ce moment-là, en grande partie parce que la direction de la division nucléaire d'OPG n'avait pas encore pleinement réalisée l'ampleur des travaux de conception, de planification et d'évaluation qu'il faudrait mener à bien pour se conformer aux directives de la CCEA.

Lacunes dans la gestion du projet

Des lacunes fondamentales ont été constatées dans toutes les facettes de la gestion du projet, y compris le manque de planification du projet de redémarrage et l'omission de mettre en place les processus nécessaires pour surveiller efficacement le déroulement des travaux. Les conclusions du Comité en ce qui concerne la planification et l'exécution du projet portent principalement sur le rôle d'OPG, mais il faut souligner que plusieurs entrepreneurs ont participé au projet.

Absence de plan de réalisation du projet (PRP)

Il est de pratique courante dans l'industrie de préparer un plan de réalisation pour les projets de cette envergure. Ce document est essentiel pour plusieurs raisons :

- on y définit les rôles et les responsabilités de chaque grand groupe fonctionnel associé au projet;
- on y établit la structure de répartition du travail;
- on y établit la structure de ventilation des coûts;
- on y définit les travaux à effectuer, y compris les étapes préalables et les améliorations envisagées ainsi que les mesures qui y sont associées;

Neuf mois après le début des travaux, un rapport remis à la direction de projet d'OPG par un expert-conseil externe soulignait ce qui suit : « Au moment où le projet a été mis en marche, il était de pratique courante à OPG de préparer un plan de réalisation de projet avant l'approbation des travaux et l'attribution du financement. La direction a décidé au début du projet qu'un PRP ne serait pas nécessaire »[7].

S'agissant d'un projet dont la durée était alors évaluée à deux ans et le coût à 1,1 milliard de dollars, il y avait amplement de raison d'élaborer un plan de réalisation de projet dès le début. L'absence d'un plan détaillé a contribué à la sous-estimation de l'ampleur et du coût du projet par OPG et au manque de contrôle et de supervision du déroulement des travaux.

---

[6] Lettre de la CCEA à OPG, 8 mai 2000.

[7] « OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage », rapport de l'expert-conseil externe à l'OPG, 24 août 2001, p. 5.

De plus, en l'absence d'un calendrier intégré, les principaux entrepreneurs et fournisseurs d'OPG ont dû établir eux-mêmes leurs priorités et accomplir leurs tâches respectives sans savoir exactement comment celles-ci s'imbriqueraient dans le calendrier général d'exécution des travaux.

Dans ses déclarations publiques, la direction d'OPG a franchement admis : « Nous n'avons pas structuré ce projet correctement avec un plan de réalisation de projet, un cadre et des contrôles. Et nous ne l'avons pas structuré de façon à obtenir une démarche intégrée permettant de contrôler la conception et l'évaluation »[8].

En résumé, à mesure que le projet avançait, l'absence d'un plan d'ensemble a entraîné d'importants problèmes sur le plan de l'évaluation, de l'ordonnancement, de la coordination et de l'intégration des milliers de tâches qui composaient le projet.

Absence de gestion de projet intégrée

Le projet a souffert de l'absence d'une équipe parfaitement coordonnée qui aurait eu le contrôle effectif de la conception, de l'approvisionnement et de la construction.

D'entrée de jeu, OPG a décidé de faire appel à des entrepreneurs, notamment à un gestionnaire principal, et de passer des contrats de gestion pour la réalisation du projet. Dans l'ensemble, le rôle d'OPG consistait à fixer l'étendue du projet, à gérer la fonction d'approvisionnement, à obtenir les approbations réglementaires, à superviser l'entrepreneur général et à exploiter la centrale.

Vers la fin de 1998, OPG a engagé Énergie atomique du Canada limitée (EACL), la société d'État qui a conçu et mis au point la technologie d'énergie nucléaire CANDU. À partir de ce moment et jusqu'à septembre 2002, EACL a assuré les services de conception technique, qui consistaient à rédiger, à réviser et à produire de nombreux documents techniques. Pendant cette période, toute modification des installations touchant à la conception technique devait être présentée à l'équipe technique d'OPG pour approbation, vu qu'OPG était « responsable de la conception » pour l'ensemble du projet.

En septembre 1999, OPG a décidé de confier les fonctions de gestionnaire et de directeur général de projet à une entreprise extérieure. Après un appel d'offres, OPG a entrepris des négociations avec Canadian Nuclear Engineers and Constructors (CANEC). Les parties ont signé un contrat en janvier 2001. À titre d'entrepreneur général, CANEC avait la responsabilité d'environ 60 % du travail sur le terrain et de la coordination des travaux des entrepreneurs indépendants. CANEC n'avait toutefois aucune relation contractuelle directe avec ces entrepreneurs ou n'exerçait aucun contrôle sur eux. Tous les contrats étaient conclus avec OPG, qui gardait aussi la main-mise sur certains aspects importants du projet, tels la responsabilité de la conception et l'approvisionnement.

En juillet 2001, OPG a commencé à reprendre graduellement en charge les fonctions confiées à CANEC dans le but d'améliorer l'efficacité générale. En mars 2002, OPG avait entièrement repris la fonction de gestionnaire du projet.

---

[8] Cité dans un article de John Spears : « Pickering a Failure of Planning: Official; Restart of four nuclear reactors behind schedule; Ontario Power underestimated scope of project », *Toronto Star*, 12 juin 2003, p. D6.

De nombreux observateurs ont affirmé au Comité que la profusion des rôles et des responsabilités, tout particulièrement dans les premières années du projet, a semé la confusion, a nui aux communications et à la résolution des différends et a empêché la responsabilisation des intervenants, ce qui en définitive a contribué aux retards et aux dépassements de coûts.

Retards de conception

Les retards de production des documents de conception ont constitué un problème de premier ordre.

En 2001, un expert-conseil externe engagé par la direction de projet d'OPG pour examiner les retards de production des documents de conception pour l'unité 4 a fait un certain nombre d'observations sur la sous-estimation du temps et des ressources nécessaires pour intégrer le travail de conception :

> « On croyait au départ qu'il ne serait pas nécessaire d'inclure le travail de conception dans le calendrier intégré des travaux, à cause de l'hypothèse optimiste formulée par l'équipe de direction du projet qui voulait que tous les travaux de conception seraient terminés bien avant l'exécution sur le terrain[9].

> « L'examen des lots de conception technique par OPG a été une source importante de retards. En moyenne, cet examen prenait dix semaines. Le délai le plus important à notre connaissance s'est élevé à 18 mois, soit le temps nécessaire pour décider si l'on allait remplacer les moteurs des pompes de modérateur ou les rembobiner[10]. »

Le contrat liant OPG à EACL prévoyait seulement une date de production finale de tous les lots de conception technique. Aussi, en l'absence d'un ordre de priorité clairement défini par OPG, EACL a dû définir ses propres priorités et son propre échéancier, qui se sont révélés plus tard non conformes aux besoins réels.

Un rapport interne d'OPG indiquait que les lots de conception technique finaux pour l'unité 4 ont été livrés plus de 24 mois après la date prévue à l'origine, ce qui a entraîné d'autres retards aux étapes d'évaluation et de réalisation. Souvent les matériaux prescrits n'étaient pas disponibles au moment voulu. De plus, la qualité de la conception technique était moins qu'adéquate sur les plans de la constructibilité, de la facilité d'entretien et de l'exploitabilité[11].

Mobilisation de la main-d'œuvre et ordonnancement prématurés

La mobilisation de la main-d'œuvre de construction a débuté en décembre 2000, soit 18 mois avant la livraison des lots de conception technique finaux pour l'unité 4.

---

9 « OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage », rapport de l'expert-conseil externe à l'OPG, 24 août 2001, p. 9.

10 Idem.

11 Rapport interne de l'OPG sur les leçons apprises, été 2003.

De nombreux endroits sur le chantier étant congestionnés, il était essentiel de réaliser d'abord tout le travail de conception afin de pouvoir planifier et ordonnancer efficacement les travaux.

Cela ne s'est pas produit. Une fois les travaux en cours, la mauvaise coordination, les estimations de ressources inadéquates et les problèmes d'approvisionnement ont tôt fait de compromettre le calendrier.

Les lots de travaux parvenaient au chantier à la pièce, à mesure que les lots de conception technique correspondants étaient prêts. Par conséquent, il n'y avait souvent pas assez d'ouvrage pour tenir tout le monde occupé et certains travaux ont dû être repris après réception de plans produits ultérieurement.

En outre, on a parfois réalisé que certains travaux exécutés sur la foi des premiers lots de conception technique étaient en fait inutiles. Parmi les 43 000 tâches produites pour l'unité 4, 15 000 ont été annulées par la suite à l'étape des révisions de planification. Ces lacunes au niveau de l'intégration des travaux ont conduit à d'importantes reprises de travaux à la réception des plans complets sur le terrain[12].

Gestion des matériaux

L'absence de matériaux nécessaires sur le chantier a entraîné d'importants retards. Les retards de réception des spécifications se sont naturellement transmis aux fonctions d'approvisionnement et de réception. Les lacunes en matière d'entreposage et de manutention des matériaux, ainsi que la redistribution des tâches entre les groupes de travail a entraîné des pertes et des dommages. Les quantités de matériaux en vrac livrées au chantier (comme les conduits et les câbles électriques) étaient souvent insuffisantes. De plus, l'efficacité des travaux a été réduite par les arrêts dus au manque de matériaux et à la révision des lots de travail en vue d'y incorporer des modifications techniques.

Gestion du chantier

Pour des raisons de sécurité, OPG a dû surveiller et contrôler l'accès aux installations. Le Comité a appris qu'il y a eu de nombreux problèmes de gestion du chantier qui ont entravé les travaux. Par exemple, il y avait souvent le matin de longues files de travailleurs qui attendaient pour entrer sur le chantier. Certains jours, l'attente pouvait durer jusqu'à trois heures. Ce problème a été exacerbé par les mesures de sécurité accrues adoptées après les événements du 11 septembre 2001.

Manque de fiabilité des estimations des coûts et des délais

L'approbation accordée par le conseil d'administration d'OPG en août 1999 était fondée sur un coût total de 1,1 milliard de dollars pour le projet. La remise en service de l'unité 4 de la centrale Pickering A était prévue pour l'été 2001, les autres unités devant redémarrer à intervalles de six mois par la suite. Les travaux de conception technique n'étant pas assez avancés à l'époque, on ne pouvait les utiliser pour établir un budget et un calendrier réalistes.

---

[12] Rapport interne de l'OPG sur les leçons apprises, été 2003.

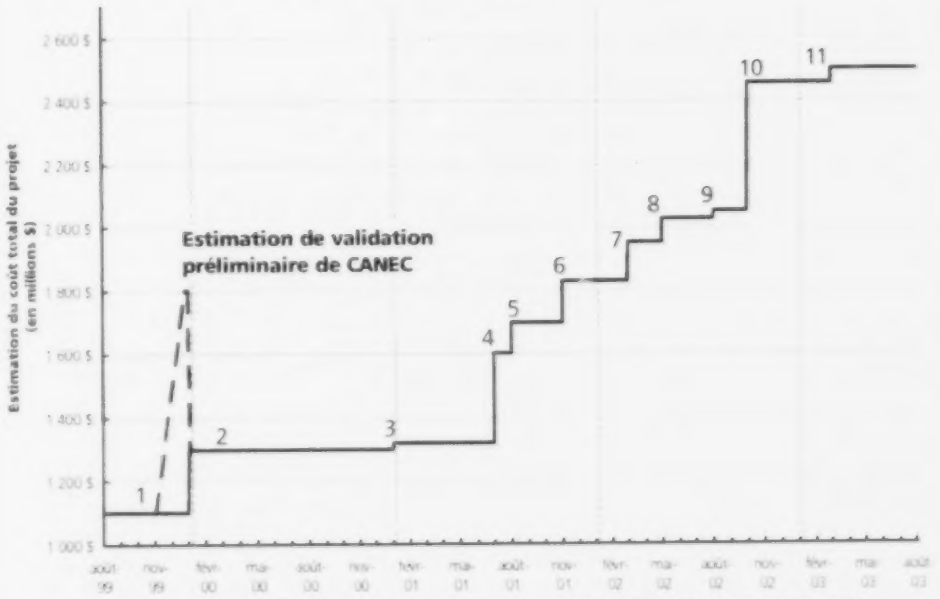
CANEC, la coentreprise engagée plus tard par OPG à titre d'entrepreneur général et le gestionnaire du projet, a procédé à une validation de l'estimation du mois d'août 1999. Pendant cette validation qui a débuté à la fin de septembre 1999, CANEC a constaté que les documents de conception étaient encore au stade préliminaire et qu'un certain nombre de lots de travaux n'était pas encore définitif. Le 31 décembre 1999, CANEC a présenté une estimation préliminaire fondée sur l'information alors disponible. Le coût total du projet y était estimé à environ 1,6 milliard de dollars. En ajoutant les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration avant le démarrage estimé par l'OPG à 200 millions de dollars, l'estimation de CANEC s'élevait au total à 1,8 milliard de dollars.

Au cours des trois semaines qui suivirent, une équipe dirigée par OPG et travaillant en collaboration avec l'équipe de validation des estimations de CANEC a revu cette estimation et l'a réduite d'environ 30 pour cent.

Cette estimation révisée a été présentée au conseil d'administration le 31 janvier 2000. Elle est restée en vigueur jusqu'au milieu de 2001. Le coût projeté avait alors atteint 1,6 milliard de dollars et le conseil d'OPG avait investi 815 millions dans le projet.

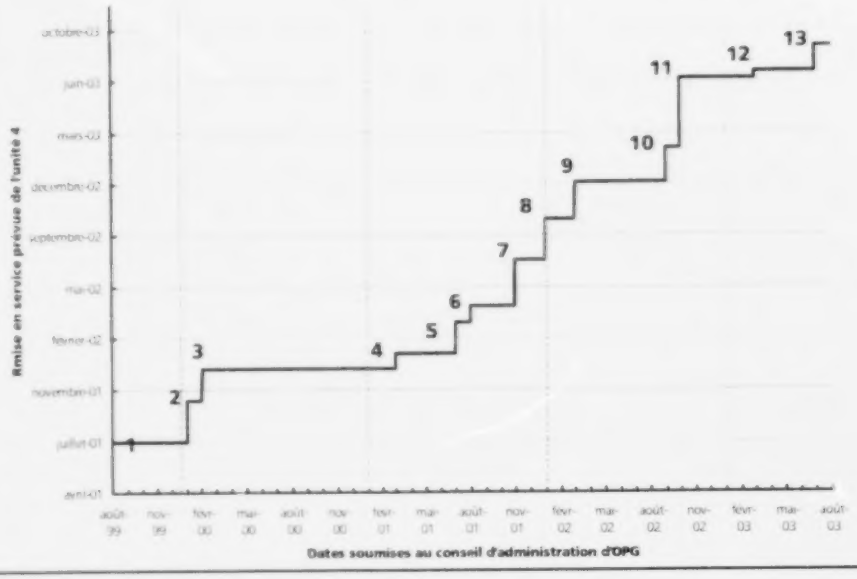
Au total, à partir de la réunion du mois d'août 1999, le conseil d'administration d'OPG a reçu 11 estimations de coûts différentes qui ont progressivement fait passer le coût total du projet à environ 2,5 milliards de dollars.

Figure 2. Évolution des estimations de coûts



Au total, 13 dates différentes de remise en service de l'unité 4 ont été présentées au conseil d'administration d'OPG entre août 1999 et septembre 2003, selon un modèle semblable à celui des coûts.

Figure 3. Évolution des dates de remise en service



Efficacité de la gestion

En 1997, l'évaluation de rendement intégrée indépendante (ERII) a distingué sept problèmes fondamentaux dans les domaines du leadership de gestion, de la culture et des normes, du personnel et du rendement, des processus et des méthodes, de la centrale (matériel) et de la conception, de l'organisation et des ressources et des relations de travail.

En 2001, il semble qu'OPG n'avait pas encore mis en place une infrastructure efficace de gestion de projet. Les problèmes ont été résumés dans un rapport produit par un expert-conseil extérieur[13] :

- Ni OPG, ni EACL ne se sont rendu compte de la rigueur nécessaire pour réaliser un projet d'envergure dans le cadre d'exploitation d'OPG.
- Les dirigeants d'OPG n'ont pas pris en charge ni assumé la responsabilité de la réalisation du projet.
- La direction d'OPG n'a pas planifié suffisamment le projet de remise en service de l'unité 4.
- La direction d'OPG n'a pas mis en place les processus nécessaires pour surveiller efficacement le déroulement du projet et, quand elle a été avisée des répercussions possibles sur le calendrier de réalisation, elle a omis de prendre des mesures correctives immédiates.

[13] « OPG Incident Investigation Report: Delay in Engineering Deliverables for Unit 4 Outage », rapport de l'expert-conseil externe à l'OPG, 24 août 2001, p. 9.

- Les problèmes survenus pendant la réalisation du projet n'ont pas été communiqués efficacement à tous les paliers de l'organisation.
- La haute direction d'OPG n'a pas demandé de comptes aux directeurs responsables dans leurs sphères de compétence respectives.
- La direction d'OPG n'a pas tenu compte des leçons tirées des projets précédents.

Un autre rapport préparé par un expert-conseil externe durant la même période a aussi relevé des problèmes persistants, comme l'indique le tableau qui suit :[14]

ATTRIBUT DE GESTION	1997 (RAPPORT ERII)	2001 (RAPPORT DES EXPERTS-CONSEILS EXTERNES)
Responsabilité des directeurs	■ Absence de responsabilité des directeurs ■ Absence de prise en compte des objectifs propres au site	■ Les directeurs n'ont pas pris leurs projets en charge. ■ Absence de suivi des engagements
Relations de travail latérales	■ Lignes hiérarchiques et de reddition de comptes mal définies ■ Travail d'équipe déficient	■ Rôles/responsabilités mal définis et non documentés ■ Travail d'équipe déficient
Pratiques de gestion	■ Voies de communication inefficaces ■ Écart entre le rendement perçu et le rendement réel ■ Rapidité d'intervention et ressources limitées	■ Contrôles de gestion inefficaces ■ Non-respect des jalons définis
Soutien des gestionnaires subalternes	■ Les mauvaises nouvelles ne se rendent pas en haut. ■ Problèmes réglés à un échelon trop bas	■ Les travailleurs ne sont pas encouragés à faire connaître les problèmes à leurs supérieurs. ■ Aucun encouragement à l'innovation
Culture de la centrale Pickering A	■ Peu d'importance accordée à la coopération transorganisationnelle ■ Les employés ne sont pas tenus de rendre compte et n'ont pas le souci de la qualité.	■ Partage de l'information déficient ■ Aucune culture d'adhésion aux normes de sécurité

[14] « Pickering A Return to Service Discussion Document », 10 août 2001, préparé pour OPG par une firme externe d'experts-conseils, p. 4.

Communication inadéquate de l'information relative aux coûts et au rendement

En règle générale, la présentation de l'information relative aux coûts des projets de construction comporte trois composantes essentielles :

- la gestion des coûts au niveau du projet, qui compare les coûts réels aux estimations au moyen d'une structure de répartition des tâches détaillée;
- la gestion des coûts au niveau de la direction du projet, qui regroupe les tâches détaillées par grandes catégories et fournit un outil de gestion sommaire à la haute direction;
- la communication de l'information relative aux coûts à la haute direction et au conseil d'administration, qui fait le suivi d'ensemble des coûts et qui évalue la gestion des coûts au moyen d'instruments comme la comparaison des flux de trésorerie prévus et réels et les calculs sommaires des progrès d'ensemble comme la valeur acquise – une mesure qui compare les dépenses et le temps écoulé aux prévisions budgétaires.

Les systèmes d'information sur le rendement et de rapports financiers d'OPG étaient inférieurs à la norme sur les trois plans qui précèdent. La présentation détaillée de l'information relative aux coûts n'a pas été faite d'une façon qui permettait une analyse minutieuse significative des écarts budgétaires.

Le Comité a aussi fait les constatations suivantes :

- Souvent l'information fournie n'était pas cohérente d'un rapport à l'autre, ce qui rendait difficile l'analyse des tendances, l'élaboration de mesures correctives et la production de prévisions de coût précises.
- Les rapports de coûts sommaires destinés aux gestionnaires de projet ne contenaient pas de regroupement des coûts dans des ensembles discernables, ce qui empêchait souvent l'équipe de gestion de projet de détecter et d'analyser les tendances, d'élaborer des mesures correctives et de produire des prévisions de coût précises pour l'achèvement des travaux.
- Il n'y avait aucune mesure fiable de la valeur acquise, notamment parce que l'envergure exacte du projet n'était pas clairement délimitée, ce qui a aussi faussé les rapports sur les flux de trésorerie présentés à la haute direction.

Des vérifications de projet ont été réalisées, mais elles portaient principalement sur la conformité aux méthodes plutôt que sur l'avancement du projet. Il n'y a pas eu suffisamment de mesures indépendantes de détermination des problèmes, de vérification de l'avancement des travaux et de remise en question de la gestion du projet. En outre, il n'y a eu aucune analyse externe systématique de l'évolution des coûts et du calendrier de l'unité 4.

Enfin, le Comité n'a pas pu attribuer les dépassements de coût à des causes précises parce que la méthode utilisée par OPG pour faire le suivi des coûts n'était pas adéquate.

Perspectives d'avenir

À titre d'unique actionnaire d'OPG, le gouvernement provincial est responsable envers la population de l'Ontario du rendement de la société. Comme nous l'avons déjà souligné, les lacunes du projet de la centrale Pickering A ont eu de nombreuses répercussions négatives. C'est pourquoi il est crucial de prendre des décisions éclairées pour les autres unités.

Considérant tout ce qu'il a appris pendant son examen, le Comité estime que les leçons tirées de cet échec doivent absolument être prises en compte pour la suite des événements.

Il est indispensable de reconnaître que l'échec a été généralisé – conseil d'administration, direction et actionnaire – et que chacune de ces parties doit faire sa part pour faire en sorte qu'un tel dérapage ne se reproduise plus.

Le mandat du Comité prévoyait que celui-ci ferait des recommandations au ministre quant aux moyens à mettre en œuvre pour améliorer la gestion du projet et remettre en service la centrale Pickering A dans sa totalité, y compris des mesures visant à assurer la réalisation du projet au meilleur coût possible et dans les plus brefs délais.

Le Comité formule donc les observations suivantes.

Complexité du projet

Il faut garder à l'esprit que la remise en service des autres unités reste un projet ambitieux et complexe dont le coût est élevé et qui comprend la remise en état, la reconstruction, le remplacement ou l'ajout de matériel dans une centrale qui existe depuis 30 ans.

Stratégie de passation des contrats

OPG se retrouve essentiellement devant deux options : Elle peut soit assumer la fonction d'entrepreneur général et engager les sous-traitants nécessaires, soit engager un entrepreneur général qui lui fournira une solution clé en main (selon un contrat à prix fixe). OPG propose d'opter pour la première stratégie, c'est-à-dire faire office d'entrepreneur général. Le Comité est arrivé à la conclusion que, dans le présent contexte, la seconde option se révélerait sans doute plus longue et plus coûteuse.

Le Comité a rencontré à certaines reprises l'équipe actuelle de gestion du projet et a évalué sa capacité d'assumer la fonction d'entrepreneur général. Le Comité a examiné plus particulièrement la volonté de l'équipe de terminer les travaux de conception et de préparer le calendrier intégré des travaux. Le Comité s'est aussi penché sur un certain nombre de processus constituant le fondement de la démarche et, bien que certains soient encore incomplets, les a estimés bien fondés. Le Comité a conclu que la structure de gestion actuelle convient à la poursuite du projet.

Nécessité d'élaborer un plan d'activités énergique

La décision d'aller ou non de l'avant avec la remise en service d'une ou des trois unités restantes nécessitera l'élaboration d'un plan d'activités détaillé couvrant le volet économique autant que les questions relatives au projet lui-même.

Ce plan d'activités restera toutefois extrêmement aléatoire selon les hypothèses retenues sur les plans des coûts du projet, des années d'exploitation restantes, du prix de l'électricité et du coût des capitaux. Aussi devra-t-on absolument procéder à une analyse attentive et rigoureuse de toutes les options.

Gouvernance

La Province examine les principaux documents liés aux plans d'activités et approuve les grands investissements d'OPG.

Le Comité trouverait indiqué que la Province s'assure que les fonctions de surveillance des ministères concernés soient clairement définies et qu'elle établisse pour OPG des structures de reddition de comptes bien claires.

Groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation

La province a mis sur pied un groupe d'étude sur l'approvisionnement et la conservation qui remettra son rapport d'ici la fin de 2003. Le Comité est conscient que ce rapport établira le contexte dans lequel le gouvernement prendra une décision relativement à la remise en service des autres unités.

Recommandations

En gardant à l'esprit ces observations, le Comité formule les recommandations suivantes. Il estime qu'elles favoriseront le succès à long terme d'OPG, quelle que soit la décision prise au sujet des autres unités de la centrale Pickering.

Gouvernance d'entreprise

Les « meilleures pratiques » en matière de gouvernance d'entreprise ont évolué au cours des dernières années, définissant de façon plus explicite les responsabilités des conseils d'administration. Les lignes directrices de la Bourse de Toronto (TSX) relativement à la fonction de gérance des conseils d'administration renvoient à cinq mesures qui revêtent une importance particulière :

- l'adoption d'un processus de planification stratégique;
- la détermination des principaux risques auxquels fait face l'entreprise dans le cadre de ses activités et la mise en place de systèmes appropriés permettant de gérer ces risques;
- la planification de la relève, y compris la nomination, la formation et la supervision des hauts dirigeants;
- l'élaboration d'une politique de communication pour l'entreprise;
- l'intégrité des systèmes internes de contrôle et d'information de gestion de l'entreprise[15].

L'actionnaire et le conseil d'administration doivent assumer leurs responsabilités pour assurer un cadre de gouvernance bien défini en ce qui concerne la poursuite du projet Pickering.

Recommandation. En sa qualité d'actionnaire, le gouvernement doit définir clairement les fonctions et les responsabilités de surveillance d'OPG au sein de la structure gouvernementale.

Recommandation. En sa qualité d'actionnaire, le gouvernement doit examiner la composition du conseil d'administration d'OPG et s'assurer que les membres du conseil possèdent l'expertise nécessaire pour améliorer l'efficacité de ce service public.

Recommandation. Le conseil d'administration d'OPG doit s'assurer que le modèle de gouvernance pour la remise en service des unités restantes comprenne une structure améliorée et indépendante de supervision des décisions relatives à la gestion du projet.

Recommandation. La direction et le conseil d'administration d'OPG doivent s'entendre sur un ensemble d'indicateurs clés normalisés d'avancement du projet et,

[15] Lignes directrices du TSX relativement aux fonctions de gérance du conseil d'administration, ligne directrice numéro un.

à chacune de ses réunions, le conseil doit recevoir un rapport qui fait état de ce qu'il a approuvé et de l'évolution des indicateurs, qui souligne tout écart important par rapport au plan et qui présente les mesures prises par la direction pour remédier à la situation.

Recommandation. L'analyse de rentabilisation de la remise en service doit être préparée en parallèle avec les activités actuelles de développement du projet et faire l'objet d'une vérification indépendante dans le contexte du plan d'activités général d'OPG.

Recommandation. La décision d'aller de l'avant ou non doit être prise aussi rapidement que possible, étant donné qu'OPG dépense actuellement environ 20 millions de dollars par mois pour les travaux associés au redémarrage des unités 1, 2 et 3.

Recommandation. OPG doit fournir au gouvernement dans les plus brefs délais une estimation ferme des coûts et des délais d'achèvement des travaux. Parallèlement, le ministre de l'Énergie doit préciser les critères auxquels la décision d'aller de l'avant devra satisfaire en matière de politique énergétique et d'analyse de rentabilisation.

Gestion du projet

Si le projet se poursuit, OPG doit assurer l'efficacité de la gestion du projet. Le Comité signale qu'à l'automne 2002, une nouvelle équipe de gestionnaires supérieurs a été nommée pour le projet Pickering.

Bien que ces nominations aient été faites sur le tard, la nouvelle équipe a amélioré la discipline et l'efficacité des activités relatives au projet. Le Comité estime que cette équipe a tiré des leçons de l'expérience de redémarrage de l'unité 4 et qu'elle possède les capacités nécessaires pour gérer la remise en service des autres unités.

Recommandation. Si le projet est approuvé, la stratégie actuelle de passation des contrats et la structure de gestion de projet présentement en place doivent être préservées.

Recommandation. La construction ne doit pas débuter avant que les étapes suivantes aient été terminées :

- détermination de l'étendue des travaux;
- achèvement des travaux de conception technique et des travaux connexes;
- préparation des coûts et des plans de construction du projet;
- finalisation et coordination des lots de travail indiquant les matériaux et les autres ressources nécessaires ainsi que les échéanciers;
- acquisition des ressources en fonction des lots de travaux.

Efficacité de la direction et culture d'entreprise

Pour avoir une main-d'œuvre efficace, il faut former les employés et s'efforcer de les garder. Ce principe est encore plus vrai dans les secteurs qui font appel à une expertise technique de haut niveau.

Au début des années 1990, Ontario Hydro a entrepris une restructuration interne qui a eu pour effet de réduire ses effectifs. En 1999, OPG a vu le jour à la suite d'une importante restructuration d'Ontario Hydro, qui s'est scindée en deux entités commerciales distinctes.

Ces facteurs ont entre autres eu une incidence sur les effectifs d'OPG. Dans le cadre de ses travaux, le Comité a constaté qu'au cours des dernières années, un certain nombre de postes de haut niveau ont été comblés par des personnes recrutées à l'extérieur d'OPG, souvent dans le cadre de contrats à court terme. Ces nominations ont, dans de nombreux cas, eu pour effet d'accroître l'expertise de gestion d'OPG. Toutefois, le succès futur de la société repose sur le perfectionnement du personnel en place.

> **Recommandation.** À partir de maintenant, OPG doit accorder la priorité aux programmes de perfectionnement de son personnel afin que les personnes compétentes puissent accéder aux postes supérieurs.

La mise en place d'une culture qui favorise le travail d'équipe, la coordination et la collaboration est indispensable au succès de toute grande entreprise. La mise en place d'une telle culture devrait prendre beaucoup de temps.

> **Recommandation**. L'amélioration de l'efficacité de la direction et de la culture d'entreprise doit constituer l'une des premières priorités du conseil d'administration et de la haute direction d'OPG. De plus, le comité des ressources humaines et de la gouvernance d'entreprise du conseil d'administration d'OPG doit être chargé d'évaluer les progrès accomplis dans ce domaine et d'en rendre compte.